

# 3 El sistema eléctrico español (II)



# 3 El sistema eléctrico español (II): los mercados

El precio de la energía eléctrica mayorista se fija principalmente a través del mercado diario. Pero también hay otras maneras de fijar el precio de la energía, como, por ejemplo, los contratos bilaterales y el mercado de futuros. Veámoslo en detalle.

## ► El mercado diario

El mercado diario es el mercado donde se ajusta la oferta (producción prevista) y la demanda (consumo previsto) de energía eléctrica. Como depende de multitud de variables, el precio es muy volátil. Se conoce como *pool* y se gestiona a través del [Operador de Mercado Ibérico \(OMIE\)](#), que ejerce de operador del mercado.

El *pool* o mercado ibérico tiene **una sesión diaria, seis intradiarias y un mercado continuo**. La sesión diaria, o mercado diario, es donde se **negocia la mayor parte de la energía**, mientras que en las sesiones intradiarias (mercados intradiarios) se ajustan algunas cantidades programadas una vez ya fijado el mercado diario. Por último, el mercado continuo es similar a los intradiarios, pero, en lugar de hacer ofertas, no funciona directamente con subastas, sino con órdenes de compra.

En el **mercado eléctrico diario**, el más importante de todos, las empresas generadoras de energía (hidráulica, nuclear, térmica, renovables...) presentan al operador del mercado (OMIE) sus ofertas de generación o venta para cada una de las 24 horas del día siguiente. A su vez, comercializadoras y grandes usuarios (domésticos e industriales) presentan sus ofertas de adquisición o compra, es decir, la energía que prevén que utilizarán en cada una de estas horas. La

capacidad de realizar intercambios internacionales de energía también se incluye como una variable más del mercado. **Som Energía participa en este mercado diario a través del grupo de compra cooperativo Unión Electro Industrial**, impulsado por Enercoop, una cooperativa eléctrica con más de 100 años de historia.

De forma horaria, el OMIE ordena las ofertas de generación de menor a mayor según el precio de venta (oferta) y de mayor a menor según el precio de compra (demanda). El precio de la electricidad y la cantidad de energía que venderá y/o comprará cada agente se determina a partir de un punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. El punto de corte define el precio de la energía para aquella hora, llamado *precio de ajuste*, y el volumen de energía situado a la izquierda de este punto es el que se comercializará a esa hora. Son las ofertas aceptadas. El encargado de calcular este punto de equilibrio para cada hora del día siguiente es **Euphemia**, el algoritmo que utiliza el OMIE para ajustar la oferta y la demanda. Algunos productores presentan ofertas llamadas *complejas*, que están condicionadas a unos mínimos técnicos por los que pueden poner en marcha la planta, es por eso que es necesario un algoritmo que recorra todas las posibilidades de equilibrio entre oferta y demanda para encontrar el punto óptimo.

Hay que saber que el mercado eléctrico diario es marginalista. Eso quiere decir que todas las compañías productoras cobran al precio del último productor que haya entrado en el mercado, o sea, el último productor que cubra la última unidad de electricidad demandada, es decir, el precio más caro, aunque no a todos les cuesta lo mismo producirla.

### ► Los contratos bilaterales

Tal y como hemos visto, el precio de la electricidad es muy volátil, porque depende de muchas variables. Esto genera una gran incertidumbre sobre el precio que habrá día a día en el mercado y provoca que tanto empresas generadoras como comercializadoras tengan interés de poder fijar un precio a largo plazo que asegure la viabilidad de los proyectos.

Por ejemplo, si queremos montar un parque eólico, tenemos que tener claro que podemos hacer frente a los costes (inversión y mantenimiento) que genere. Una vía para asegurar esta viabilidad son una clase de contratos bilaterales (denominados **PPA** según las siglas en inglés: **Power Purchase Agreement**) a través de los cuales se pacta el suministro de energía a un precio fijo entre un determinado generador y un usuario (consumidor final o empresa comercializadora). Al generador le permite asegurar unos ingresos que hacen viable su proyecto y al usuario le aseguran un precio de compra. El precio de la energía a los PPA puede ser FIJO, pactando un precio a lo largo de la vida del contrato, que podrá incluir incrementos relacionados con la inflación o con variables del mercado eléctrico.

Estos contratos a precio fijo también pueden ser *frontloaded*, cuando el productor recibe una retribución más alta durante los primeros años, facilitando una rápida amortización de su deuda, o *backloaded*, cuando un productor con músculo financiero puede ofrecer precios más competitivos durante los primeros años y fijar una subida de precios al final de contrato, cuando recuperará completamente su inversión.

También se pueden firmar PPA donde el precio de la energía se corresponda al precio de mercado, estableciendo un descuento porcentual y, en muchos casos, una cláusula tierra, que asegure los ingresos del productor, y una cláusula techo, que limite los costes del comercializador.

Hay muchos tipos de PPA, pero principalmente diferenciamos los PPA físicos y los PPA financieros. **En los PPA físicos** la energía se consume de manera real por parte del consumidor que ha firmado el PPA, y la entrega de energía puede ser directa o indirecta. Los PPA físicos con entrega directa están muy limitados, porque implica una clara proximidad geográfica para poder generar un “circuito” cerrado de consumo. Los PPA físicos con entrega indirecta son aquellos en los que la energía producida es entregada en la red nominada a la unidad de consumo con quien se ha firmado el PPA, por lo tanto, no se tendrá en cuenta para fijar el precio de la energía por parte de OMIE, pero sí que lo será para regular el equilibrio del sistema por parte de REE.

Los **PPA financieros** son aquellos en los que no hay un intercambio físico de energía, sino que las partes firman un contrato que fija un precio y se liquidan las diferencias respecto al precio de mercado. El generador vende la producción en el mercado según precio horario y el consumidor hace lo mismo, comprando en el mercado a precio de mercado horario. Si el precio es superior al fijado en el contrato del PPA, el generador que ha recibido un precio superior por su energía paga esta diferencia al comercializador. Si el precio de mercado es más bajo que el firmado en el contrato, será el comercializador quien, habiendo comprado la energía más barata que al precio del PPA, pagará la diferencia al generador, de manera que asegura que en todo momento el precio de la energía que se compra y se vende acaba siendo el que fija el contrato.

Los PPA, por lo tanto, pueden ser una herramienta para impulsar proyectos de generación renovable y forzar que cada vez sea mayor la proporción de energías renovables en el mix de generación. Mediante estos contratos directos, o PPA físicos, las comercializadoras pueden asegurar el origen de su energía, aumentando la trazabilidad para identificar el origen renovable de la energía co-

mercantilizada, y participar en la financiación para la creación de nuevas plantas de generación renovable. También hay empresas con consumo elevado de electricidad que firman PPA con generadores de electricidad renovable, no solo para conocer previamente el coste energético de su actividad, sino también para poder publicar que su uso energético proviene de fuentes renovables.

Aun así, hay que destacar que cada PPA es diferente, y que justamente en esta libertad para establecer las condiciones, duración y fijación de precios, recae el potencial de este tipo de contratos, y también su dificultad. Estos contratos apenas se están empezando a generalizar en el mercado eléctrico español, y hay que superar la desconfianza que genera la poca regulación específica existente, así como la volatilidad de los precios y la elevada incertidumbre más allá de los próximos 5 años.

### ► El mercado de derivados

Dada la volatilidad del precio del mercado diaria, paralelamente se ha desarrollado el **mercado de derivados o de futuros**, un mercado financiero donde se compran y venden productos financieros que tienen como finalidad asegurar un precio de compra y venta de energía eléctrica en un momento determinado del tiempo. Hay menos volatilidad y puede tener carácter especulativo, ya que solo intervienen productores y consumidores de la economía real. En el mercado de futuros se aseguran precios de prácticamente cualquier materia prima. Surgieron con el fin de proteger a los agricultores ante las inclemencias meteorológicas y poder asegurar un ingreso por sus cosechas. En la actualidad se pueden encontrar derivados que lo protegen prácticamente todo: el precio de cereales, del café, del cacao, pero también tipos de cambio o tipos de interés. En el mercado de derivados no se registra ningún intercambio físico, únicamente se realizan

flujos monetarios. El comprador deberá acudir igualmente al mercado diario para obtener su energía.

**El mercado de derivados se vuelve especulativo porque no está abierto solo a operadores de la economía real (productores y consumidores). Cualquier bróker puede intervenir. Imaginemos que compramos futuros para asegurar que en diciembre pagamos la energía a 40 €/MWh. Si mañana la cotización de los futuros asciende a 50 €/MWh, un especulador venderá sus futuros para obtener 10 € de beneficio por cada MWh cubierto, lo que afectará a la cotización del mercado y, en consecuencia, a los actores que sí que lo emplean con fines no especulativos.** Existe un mercado de derivados organizado y otro no organizado (OTC). En un mercado organizado interviene un actor (cámara de compensación) que asegura el cumplimiento de los compromisos en el vencimiento del contrato mediante el depósito de garantías. En los mercados OTC no existe esta garantía y, por lo tanto, las partes asumen más riesgos.

Mencionemos de manera rápida algunos tipos de derivados que podemos encontrar:

- **Futuros:** un futuro es un contrato negociado en un mercado organizado donde ambas partes acuerdan la compraventa de una cantidad concreta del activo subyacente (en este caso energía) en una fecha futura determinada y a un precio convenido. En el momento del vencimiento, se liquidarán las diferencias. ¿Eso qué quiere decir? Si el precio del contrato es de 40 €/MWh y el precio real en el mercado diario al vencimiento del contrato ha sido de 45 €/MWh, la parte productora deberá pagar 5 €/MWh para cada MWh contratado. La parte generadora habrá ingresado 45 € al mercado diario, pero se había protegido a un precio de 40 €, por lo tanto, la diferencia la transferirá al comprador.

- **Forwards y Swaps:** son dos formas de futuro, pero que se contratan en mercados OTC. Funcionan exactamente igual; la única diferencia es que el *forward* se liquida de una sola vez al final del contrato (por ejemplo, si cubro el precio de seis meses, la liquidación de las diferencias se hará a los seis meses), mientras que un *swap* permite liquidaciones continuas (se hace una liquidación de diferencias cada mes).
- **Opciones:** una opción es un contrato donde el comprador tiene el derecho, pero no la obligación, de comprar (opción denominada *call*) o vender (opción denominada *put*) una cantidad del activo subyacente (en este caso energía) a un precio convenido en una fecha futura acordada. Por este derecho se paga una prima. Si finalmente no la usa, el único coste que asume es el pago de la prima. Existen también opciones en el mercado OTC y se denominan *warrants*.

Comprando un volumen de energía a futuros, similar al volumen que se prevé comercializar, se asegura que, en caso de que el mercado diario donde se compra la energía real aumente mucho de precio, a pesar de tener que pagar la energía más cara, habrá un operador financiero que abonará la diferencia hasta el precio al que se han comprado los futuros. Del mismo modo, y en sentido contrario, si el precio de la energía a mercado diario baja, la comercializadora no podrá disfrutar de este ahorro, puesto que tendrá que abonar la diferencia entre el precio de mercado y el precio de futuros a la entidad financiera.

Esta cobertura de precios, por todo el volumen previsto de comercialización, o por una parte, es lo que permite a las comercializadoras ofrecer tarifas a precio fijo y ofrecer estabilidad en un mercado tan volátil, con vigencia anual o semestral, sin asumir riesgos que podrían hundirlas en caso de aumentos bruscos en el precio de mercado diario.

### ¿De qué depende el precio de la energía?

- **Sobre todo de la demanda.** Normalmente, si hay menos demanda el precio será más bajo (y al revés), porque las ofertas de venta más caras quedarán excluidas. Pero hay otros factores que también influyen:
- **La climatología.** Un frío intenso en invierno o un calor intenso en verano disparan la demanda debido a los sistemas de climatización. Del mismo modo, unos días con mucho viento o una temporada de sequía afectan de manera distinta a la oferta y, por consiguiente, al precio.
- **La estacionalidad.** A lo largo del año, el mercado suele tener una estacionalidad con precios mínimos a finales de invierno y principios de primavera. Esto se debe a la coincidencia en la estacionalidad de dos fuentes: viento y agua. Gracias al viento y al agua y a un calor moderado, los precios bajan, ya que producir con tecnologías eólicas e hidráulicas resulta más barato y, por lo tanto, no dejan entrar las tecnologías caras (ciclo combinado o carbón).
- **La indisponibilidad “energética” nuclear** (cuando, por ejemplo, las centrales nucleares se detienen para recargarse), y es así porque la energía de las nucleares se comercializa casi toda a través de contratos bilaterales. Cuando se producen paradas en las nucleares, los compradores que normalmente van por vía bilateral se trasladan al *pool* y provocan el aumento de la demanda, con la consiguiente subida del precio.
- **Las conexiones internacionales.** La energía fluye de los países baratos hacia los caros, lo que provoca que la energía se abarate en los países caros y se encarezca en los países baratos.
- **El coste de las materias primas.** Las energías fósiles dependen del coste de su materia prima, normalmente gas natural y carbón. Desde 2018, hay que añadir también el coste de emisión de GEI (gases de efecto invernadero).

Entonces, debido a todos estos factores, con las ofertas generadoras y comercializadoras, se forma el llamado **mix de generación**, que finalmente determina el precio para una hora y un día concretos.

En función de todas estas variables que afectan al precio de la energía, existen nuevos mercados y tecnologías en los que se puede actuar para conseguir abaratar el coste de la electricidad y facilitar el proceso de transición energética. En aquellos momentos en los que el mercado se encuentra en horas de precios altos o en momentos de aumento de demanda no previstos que fuerzan la entrada de plantas de producción más caras, es posible equilibrar el sistema mediante el pequeño ahorro de muchos usuarios. De forma que, gestionando su demanda, todos al mismo tiempo, pueden suponer una reducción de la demanda que evite la entrada de nuevas centrales de ajuste.

Esta figura, que gestiona pequeños ahorros de un gran número de usuarios, se denomina **agregador**, y puede gestionar las baterías del coche eléctrico o el encendido o apagado de aparatos de climatización o termos de ACS mediante dispositivos de conexión en remoto conectados en una red que permita actuar en tiempo casi real, sin afectar al confort del usuario. Esta energía, que se ha dejado de consumir en el momento en que el sistema lo necesitaba, se negocia en los nuevos mercados de regulación. Esto es lo que también se denomina **flexibilidad de la demanda**.